



ООО ЦМ «СТП»

Уникальный номер записи об аккредитации в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.311229

«СОГЛАСОВАНО»

Технический директор по испытаниям
ООО ЦМ «СТП»

В.В. Фефелов

«24» 12 2024 г.



Государственная система обеспечения единства измерений

Система измерений количества нефти, поступающей в
АО «Куйбышевский НПЗ»

МЕТОДИКА ПОВЕРКИ

МП 2412/1-311229-2024

г. Казань
2024

1 Общие положения

1.1 Настоящая методика поверки распространяется на систему измерений количества нефти, поступающей в АО «Куйбышевский НПЗ» (далее – СИКН), заводской № 2898-19, и устанавливает методику первичной поверки до ввода в эксплуатацию и после ремонта, а также методику периодической поверки в процессе эксплуатации.

1.2 СИКН соответствует требованиям к средству измерений в соответствии с Государственной поверочной схемой для средств измерений массы и объема жидкости в потоке, объема жидкости и вместимости при статических измерениях, массового и объемного расходов жидкости, утвержденной Приказом Росстандарта от 26 сентября 2022 г. № 2356 и прослеживается к Государственному первичному специальному эталону единиц массы и объема жидкости в потоке, массового и объемного расходов жидкости ГЭТ 63–2019.

1.3 Определение метрологических характеристик

1.3.1 Метрологические характеристики средств измерений (далее – СИ), входящих в состав СИКН, подтверждаются сведениями о поверке в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (далее – ФИФОЕИ).

1.3.2 Метрологические характеристики СИКН подтверждаются расчетным методом.

1.4 Если очередной срок поверки СИ, входящего в состав СИКН, наступает до очередного срока поверки СИКН, или появляется необходимость проведения периодической или внеочередной поверки СИ, входящего в состав СИКН, то поверяют только данное СИ, при этом внеочередную поверку СИКН не проводят.

1.5 Поверку СИКН проводят в диапазоне измерений, указанном в описании типа, или фактически обеспечивающемся при поверке, с обязательной передачей сведений об объеме проведенной поверки в ФИФОЕИ. Фактический диапазон измерений СИКН не может превышать диапазон измерений, указанный в описании типа СИКН.

1.6 В результате поверки подтверждаются метрологические характеристики, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 – Метрологические характеристики

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений массового расхода нефти, т/ч	от 110 до 2000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %	±0,25
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %	±0,35

2 Перечень операций средства измерений

2.1 При проведении поверки должны быть выполнены операции, представленные в таблице 2.

Таблица 2 – Перечень операций поверки

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которыми выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Внешний осмотр средства измерений	Да	Да	6
Подготовка к поверке и опробование средства измерений	Да	Да	7
Проверка идентификационных данных программного обеспечения	Да	Да	8
Определение метрологических характеристик средства измерений	Да	Да	9

Наименование операции поверки	Обязательность выполнения операций поверки при		Номер раздела (пункта) методики поверки, в соответствии с которыми выполняется операция поверки
	первичной поверке	периодической поверке	
Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям	Да	Да	10
Оформление результатов поверки средства измерений	Да	Да	11

2.2 Если при проведении какой-либо операции поверки получен отрицательный результат, дальнейшую поверку СИКН не проводят и переходят к пункту 11 методики поверки.

3 Требования к условиям проведения поверки средства измерений

3.1 Поверку проводят при условиях, сложившихся на момент проведения поверки и удовлетворяющих условиям эксплуатации СИКН.

3.2 При проведении поверки соблюдают требования безопасности, производственной санитарии и охраны окружающей среды, действующие на объекте, а также требования безопасности, приведенные в эксплуатационных документах используемых эталонов и СИ.

4 Метрологические и технические требования к средствам поверки

4.1 При проведении поверки СИКН применяют средства поверки, указанные в таблице 3.

Таблица 3 – Перечень средств поверки

Операции поверки, требующие применение средств поверки	Метрологические и технические требования к средствам поверки, необходимые для проведения поверки	Перечень рекомендуемых средств поверки
7, 8, 9, 10	СИ температуры окружающей среды: диапазон измерений от 10 до 40 °C, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений $\pm 0,5$ °C	Термогигрометр ИВА-6 (регистрационный номер 46434-11 в ФИФОЕИ)
	СИ относительной влажности окружающей среды: диапазон измерений от 30 до 80 %, пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений ± 5 %	
	СИ атмосферного давления: диапазон измерений от 84,0 до 106,7 кПа, пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений атмосферного давления $\pm 0,5$ кПа	

4.2 Допускается применение СИ с метрологическими и техническими характеристиками, не уступающие требованиям, изложенным в таблице 3.

4.3 Применяемые СИ должны быть утвержденного типа, а также поверены в соответствии с порядком, утвержденным законодательством Российской Федерации в области обеспечения единства измерений, и допущены к применению.

5 Требования (условия) по обеспечению безопасности проведения поверки

5.1 При проведении поверки должны соблюдаться требования правил безопасности при

эксплуатации средств поверки и СИКН, приведенных в их эксплуатационных документах, и инструкций по охране труда, действующих на объекте.

5.2 К проведению поверки допускаются лица, изучившие настоящую методику поверки, руководства (инструкции) по эксплуатации СИКН и средств поверки и прошедшие инструктаж по охране труда.

6 Внешний осмотр средства измерений

6.1 При внешнем осмотре проверяют:

– состав СИ, входящих в состав СИКН, и комплектность СИКН;

– пломбировку СИ, входящих в состав СИКН (при наличии информации в описании типа данных СИ об указании мест и способов ограничения доступа к местам настройки (регулировки));

– отсутствие механических повреждений СИКН, препятствующих ее применению;

– четкость надписей и обозначений на маркировочных табличках компонентов СИКН.

6.2 Поверку продолжают, если:

– состав СИ и комплектность СИКН соответствуют описанию типа СИКН;

– пломбировка СИ, входящих в состав СИКН, выполнена в соответствии со сведениями в описаниях типа данных СИ;

– отсутствуют механические повреждения СИКН, препятствующие ее применению;

– надписи и обозначения на маркировочных табличках четкие.

7 Подготовка к поверке и опробование средства измерений

7.1 Выполняют следующие подготовительные операции:

– проверяют наличие заземления СИ, работающих под напряжением;

– средства поверки и СИКН устанавливают в рабочее положение с соблюдением указаний эксплуатационной документации;

– осуществляют соединение и подготовку к проведению измерений средств поверки и СИКН в соответствии с требованиями эксплуатационной документации.

7.2 Проверяют наличие информации о положительных результатах поверки в ФИФОЕИ и действующих знаков поверки на все средства поверки.

7.3 Проверяют соответствие текущих измеренных СИКН значений температуры, давления и массового расхода данным, отраженным в описании типа СИКН.

7.4 Собирают и заполняют нефтью технологическую схему. Оперативным персоналом путем визуального осмотра проверяется отсутствие утечек через фланцевые, резьбовые и уплотнительные соединения элементов технологической схемы СИКН. На элементах технологической схемы СИКН не должно наблюдаться подтекания нефти. При обнаружении подтекания нефти поверку прекращают и принимают меры по устранению утечки.

7.5 Проверяют отсутствие ошибок на дисплее комплексов измерительно-вычислительных расхода и количества жидкостей и газов «АБАК+» (далее – ИВК) и мониторе автоматизированного рабочего места оператора (далее – АРМ оператора).

7.6 При опробовании проверяют работоспособность СИКН в соответствии с эксплуатационными документами, путем увеличения или уменьшения скорости потока (расхода) нефти в пределах рабочего диапазона измерений и просмотра отображения измеренных значений СИ СИКН на экране АРМ оператора.

7.7 Результаты поверки по 7 считают положительными, если:

– выполнены требования, изложенные в 7.1–7.3;

– отсутствуют сообщения об ошибках на дисплее ИВК и мониторе АРМ оператора;

– при увеличении или уменьшении скорости потока (расхода) нефти соответствующим образом изменились показания СИ на экране АРМ оператора.

8 Проверка идентификационных данных программного обеспечения

8.1 Проверку программного обеспечения (далее – ПО) СИКН, реализованного в ИВК, проводят по показаниям ИВК в следующей последовательности:

- нажать на кнопку «Информация», расположенную на лицевой панели ИВК;
- зафиксировать номера версии и контрольные суммы и сравнить их с соответствующими идентификационными данными, указанными в разделе «Программное обеспечение» описания типа СИКН.

8.2 Результаты проверки идентификационных данных ПО СИКН считают положительными, если идентификационные данные ПО СИКН соответствуют указанным в описании типа СИКН.

9 Определение метрологических характеристик средства измерений

9.1 Проверка результатов поверки СИ, входящих в состав СИКН, на момент проведения поверки СИКН должны быть поверены в соответствии с документами на поверку, установленными при утверждении типа этих СИ.

9.2 Определение относительной погрешности измерений массы брутто нефти

9.2.1 При поверке расходомеров массовых Promass (модификации Promass 500) (далее – СРМ) по документу МП 208-020-2017 «Государственная система обеспечения единства измерений. Расходомеры массовые Promass (модификации Promass 300, Promass 500). Методика поверки», утвержденному ВНИИМС 7 июля 2017 г., относительную погрешность измерений массы брутто нефти $\delta_{M_{бп}}$, %, вычисляют по формуле

$$\delta_{M_{бп}} = \pm \sqrt{\delta_{q0}^2 + \delta_N^2 + \delta_t^2 + \delta_{выч}^2}, \quad (9.1)$$

где δ_{q0} – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и массы брутто нефти с применением СРМ, %;
 δ_N – допускаемая относительная погрешность ИВК при преобразовании входного импульсного/частотного сигнала, %;
 δ_t – допускаемая относительная погрешность ИВК при измерении интервала времени, %;
 $\delta_{выч}$ – допускаемая относительная погрешность ИВК при вычислении массового расхода (массы) измеряемой среды, %.

9.2.1.1 Относительную погрешность измерений массового расхода и массы брутто нефти с применением СРМ δ_q , %, вычисляют по формуле

$$\delta_q = \pm \sqrt{\delta_{q0}^2 + (\delta_{q_{др}} \cdot \Delta p \cdot 10)^2 + \left(\frac{\Delta_{q_{дт}} \cdot \Delta t}{q_m} \cdot 100 \right)^2}, \quad (9.2)$$

где δ_{q0} – относительная погрешность измерений СРМ в условиях поверки, %;
 $\delta_{q_{др}}$ – дополнительная относительная погрешность измерений СРМ за счет изменения давления нефти по отношению к давлению поверки на каждый 0,1 МПа, %;
 Δp – изменение давления нефти от давления среды при поверке, МПа;
 $\Delta_{q_{дт}}$ – дополнительная абсолютная погрешность измерений СРМ за счет изменения температуры нефти по отношению к температуре установки нуля на каждый 1 °C, т/ч;
 Δt – изменение температуры нефти от температуры среды при установке нуля, °C;
 q_m – измеренный массовый расход, т/ч.

9.2.2 При поверке СРМ согласно документу МИ 3151-2008 «Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Преобразователи массового расхода. Методика поверки на месте эксплуатации трубопоршневой поверочной установкой в комплекте с поточным преобразователем плотности (с изменениями № 1, 2)» или МИ 3272-2010

«Государственная система обеспечения единства измерений. Счетчики-расходомеры массовые. Методика поверки на месте эксплуатации компакт-прувером в комплекте с турбинным преобразователем расхода и поточным преобразователем плотности» относительная погрешность измерений массы брутто нефти принимается равной относительной погрешности СРМ.

9.3 Определение относительной погрешности измерений массы нетто нефти

9.3.1 Относительная погрешность СИКН при измерении массы нетто нефти δ_{M_n} , %, определяется по формуле

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{M_{bp}}^2 + \frac{(\Delta_{W_B})^2 + (\Delta_{W_{mp}})^2 + (\Delta_{W_{xc}})^2}{\left(1 - \frac{W_B + W_{mp} + W_{xc}}{100}\right)^2}}, \quad (9.3)$$

где $\delta_{M_{bp}}$ – относительная погрешность измерений массы брутто нефти, %;
 Δ_{W_B} – абсолютная погрешность определений массовой доли воды в нефти, %;
 $\Delta_{W_{mp}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти, %;
 $\Delta_{W_{xc}}$ – абсолютная погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти, %;
 W_B – массовая доля воды в нефти, %;
 W_{mp} – массовая доля механических примесей в нефти, %;
 W_{xc} – массовая доля хлористых солей в нефти, %.

9.3.2 Доверительные границы абсолютной погрешности (при вероятности 0,95) определения массовой доли воды в нефти Δ_{W_B} , %, при определении массовой доли воды в нефти методом лабораторного анализа по ГОСТ 2477–2014, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_B} = \pm \frac{\sqrt{R_B^2 - 0,5 \cdot r_B^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.4)$$

где R_B – воспроизводимость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, %;
 r_B – сходимость метода измерений массовой доли воды в нефти по ГОСТ 2477–2014, %.

9.3.3 Абсолютную погрешность определений массовой доли механических примесей в нефти $\Delta_{W_{mp}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{mp}} = \pm \frac{\sqrt{R_{mp}^2 - 0,5 \cdot r_{mp}^2}}{\sqrt{2}}, \quad (9.5)$$

где R_{mp} – воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %;
 r_{mp} – сходимость метода определения массовой доли механических примесей в нефти по ГОСТ 6370–2018, выраженная в массовых долях, %.

9.3.4 Абсолютную погрешность определений массовой доли хлористых солей в нефти $\Delta_{W_{xc}}$, %, вычисляют по формуле

$$\Delta_{W_{xc}} = \pm 0,1 \cdot \frac{\sqrt{R_{xc}^2 - 0,5 \cdot r_{xc}^2}}{\rho_m \cdot \sqrt{2}}, \quad (9.6)$$

где R_{xc} – воспроизводимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;
 r_{xc} – сходимость метода определения концентрации хлористых солей по ГОСТ 21534–2021, выраженная в массовых долях, мг/дм³;
 ρ_m – плотность нефти, измеренная поточными преобразователями плотности или в

химико-аналитической лаборатории и приведенная к условиям измерений массы нефти, кг/м³.

9.3.5 Массовую долю воды в нефти W_B , %, рассчитывают по формуле

$$W_B = \frac{\varphi_B \cdot \rho_B}{\rho_H}, \quad (9.7)$$

где φ_B – объемная доля воды в нефти, %;

ρ_B – плотность воды при температуре измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³, принимаемая равной 1000 кг/м³;

ρ_H – плотность нефти при температуре измерений объемной доли воды в нефти, принимаемой измеренной поточными СИ, или лабораторными автоматизированными СИ плотности или ареометром в химико-аналитической лаборатории, приведенной к условиям измерений объемной доли воды в нефти, кг/м³.

9.3.6 Массовую долю хлористых солей в нефти W_{xc} , %, вычисляют по формуле

$$W_{xc} = \frac{0,1 \cdot \varphi_{xc}}{\rho_M}, \quad (9.8)$$

где φ_{xc} – концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм³.

9.3.7 Результаты расчета по формулам (9.4)–(9.8) округляют до третьего знака после запятой, по формуле (9.3) – до второго знака после запятой.

9.3.8 Расчет относительной погрешности измерений массы брутто нефти и массы нетто нефти выполняют ручным методом или при помощи программного комплекса.

10 Подтверждение соответствия средства измерений метрологическим требованиям

СИКН соответствует метрологическим требованиям, установленным при утверждении типа, и результаты поверки СИКН считаются положительными, если:

– СИ, входящие в состав СИКН, поверены в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации по документам на поверку, установленным при утверждении типа данных СИ;

– относительная погрешность измерений массы брутто нефти не выходит за пределы $\pm 0,25 \%$;

– относительная погрешность измерений массы нетто нефти не выходит за пределы $\pm 0,35 \%$.

11 Оформление результатов поверки средства измерений

11.1 Результаты поверки СИКН оформляют протоколом поверки произвольной формы с указанием даты проведения поверки, условий проведения поверки, применяемых средств поверки, заключения по результатам поверки.

11.2 Сведения о результатах поверки СИ передаются в ФИФОЕИ проводящими поверку СИКН юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, аккредитованными на проведение поверки СИ.

11.3 При положительных результатах поверки, по письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет свидетельство о поверке СИКН в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.

11.4 Знак поверки наносится на свидетельство о поверке СИКН.

11.5 При отрицательных результатах поверки СИКН к эксплуатации не допускают. По письменному заявлению владельца или лица, представившего СИКН на поверку, аккредитованное на поверку лицо, проводившее поверку, оформляет извещение о непригодности в соответствии с действующим порядком проведения поверки СИ на территории Российской Федерации.